

Statnett

Områdeplan Bergensområdet og Haugalandet

Områdeplan Bergensområdet og Haugalandet beskriver en trinnvis utvikling av transmisjonsnettet i området.



Sammendrag

Bergensområdet og Haugalandet er regioner med høyt forbruk, sterk forbruksvekst og mange ønsker om ytterligere elektrifisering og industrialisering. Kapasiteten for nytt forbruk i eksisterende nett er reservert i de fleste stedene i området, og mye av kapasiteten i planlagt nett er reservert. Siden forrige områdeplan har vi modnet videre flere store prosjekter for nettførsterkninger i området, og satt i gang mange nye prosjekter. I tillegg ser vi at det kommer flere planer om ny produksjon. De viktigste tiltakene i regionen består i å forsterke nettet mellom nord og sør i området, i tillegg til å forsterke fra øst mot vest, der mange av forbruksplanen befinner seg. Tiltakene i dette området er fremhevet i Statnetts systemutviklingsplan som de som haster mest.

Vi har god fremdrift for nettførsterkninger i området

Vi har startet bygging i prosjektene økt transformering i stasjonene Fana, Litle Sotra og Lindås og forsterkning av Øygardskabelen og Fensfjordkabelen. Dette er prosjekter som er relativt raske å gjennomføre, og gir oss mer tid for gjennomføring av større reinvesteringer i området. Spenningssetting for de første prosjektene, er planlagt allerede 2024/2025. Vi har mottatt konsesjon for Dalekvam stasjon, Karmøy stasjon, Onarheim stasjon og for prosjektet Blåfalli-Gismarvik. Det er søkt konsesjon for tiltakene som skal til for å oppgradere til 420 kV mellom Sogndal og nye Øygarden stasjon. Melding er sendt for Sauda-Blåfalli, Blåfalli-Samnanger, Samnanger-Øygarden og for Sauda-Gismarvik. Åsen transformatorstasjon nær Odda nærmer seg ferdigstilling.

Vi har reservert kapasitet til mye nytt forbruk

Dagens maksforbruk i transmisjonsnettet mellom Sogndal og Sauda er på om lag 3700 MW. Det er omfattende planer om vekst i forbruket i regionen, både ved økt forbruk fra eksisterende virksomhet og etablering av ny virksomhet. Siden forrige områdeplan har enkelte forbruksplaner falt bort eller blitt redusert, og nye planer har kommet til. Mange av de nye planene har et høyt modenhetsnivå. Vi har per oktober 2024 reservert kapasitet for til sammen 1200 MW forbruk i hele området i dagens nett og i pågående prosjekter. All nettkapasitet i dagens transmisjonsnett - både i Bergensområdet og på Haugalandet er reservert.

Vi opplever store utfordringer i driften

Det har i flere år vært tiltagende krevende drift, med høyt utnyttet nett, økende forbruk og gammelt 300 kV transmisjonsnett. Det er mange flaskehals i nettet og omfattende bruk av systemvern for å håndtere flaskehalsene. Vi skal gjennomføre mange store tiltak i årene fremover, og allerede nå er det svært utfordrende å få til driftsstanser for utførelse av nødvendige nettførsterkninger og vedlikehold. Det er ulike dominerende flaskehals i vinterhalvåret og i sommerhalvåret. I løpet av de siste årene har vi hatt lengre perioder med flyt nordover ved import fra utenlandskablene, kombinert med lave priser som gir lav produksjon lokalt. I disse situasjonene medfører begrenset overføringskapasitet mellom 420 kV og 300 kV anleggene i Sauda at systemdriften må sette inn en rekke tiltak for å håndtere driftsutfordringene. Dette har blitt mer fremtredende de siste to årene og vi forventer at driftsbildet vil forverres etter hvert som forbruket stiger i regionen.

Vi har satt i gang mange prosjekter som gir grunnlag for ytterligere reservasjoner

- Vi har reservert all kapasitet i dagens nett og trinn 1 som er økt kabel- og transformeringskapasitet i Bergensområdet og temperaturoppgradering på Haugalandet
- Trinn 2 inkluderer spenningsoppgradering fra Sogndal til Øygarden (dagens Kollsnes stasjon) og Blåfalli-Gismarvik (ved Haugesund). Full utnyttelse av Blåfalli-Gismarvik fordrer også forsterkning av Sauda-Blåfalli.
- Trinn 3 inkluderer Samnanger-Øygarden og spenningsoppgradering av Sauda-Samnanger, samt indre 420 kV ring på Haugalandet. Vi har fattet BPO (prosjektoppstart) på disse prosjektene som gir et betydelig løft i kapasitet. Statnett vil, sammen med BKK og Fagne, reservere til forbruk utover 1200 MW basert på tiltak i trinn 3 i områdeplanen. I trinn 3 ligger også spenningsoppgradering av Sauda-Nesflaten.

Det er planer om økt produksjon i området

De mest omfattende planene om økt produksjon i området er i Mauranger og i Røldal/Suldal, i form av effektoppgraderinger av eksisterende vannkraftverk. I Mauranger planlegger Statkraft et eller to aggregat, hvert på 315 MW, som kan realiseres etter vår oppgradering til 420 kV. Planene til Lyse Kraft i Røldal/Suldal omfatter til sammen 665 MW økt effekt, og 500 MW effekt til pumpe, med innmating/uttak i hovedsakelig Røldal og Nesflaten. SKL planlegger økt produksjon på 185 MW i Blåfalli Fjellhaugen. Vi har også en del veiledningssaker for økt produksjon. Vi antar det vil komme flere produksjonssaker i løpet av den nærmeste tiden.

Vi forbereder oss til å ta imot havvind

Vi har startet prosjekt for samordnet tilknytning av havvind fra Utsira nord. Vi skal være klar til å ta imot 1500 MW havvind til ny stasjon på Utsira eller vestsiden av Karmøy. Myndighetene utreder Vestavind F og Vestavind B for ytterligere åpning av havvind på neste år. Vestavind F er en mulig utvidelse av Utsira Nord, mens Vestavind B kan knyttes til i Bergensområdet eller nord for Sognefjorden, alt ettersom hvor i feltet det skal legges ut nye områder.

Målnettet gir økt kapasitet og øker forsyningsikkerheten

I denne planen definerer vi "nyttepakker" av tiltak i nettet, samt nytte og kostnad ved disse sammenliknet med et nullalternativ. Merkostnaden ved at vi når målnettet med en kombinasjon av fremskynding av reinvesteringer og nye forbindelser sammenliknet med nullalternativet, er estimert til rundt 10-14 mrd. Utover den økonomiske kostnaden gir vi også anslag på arealbruk og utslipp fra utbyggingen. Nyttene ved nyttepakkene er i hovedsak økt kapasitet for tilknytning av nytt forbruk og produksjon, bedre forsyningsikkerhet og reduserte flaskehals i nettet. Målnettet er beregnet til en samlet kostnad på 30-40 mrd. NOK i nåverdi, eller 40-55 mrd. NOK i faste kroner. Dette strekker seg over flere 10-år fremover. Vi mener nytten ved tiltakene generelt overstiger kostnaden og at planen samlet sett er rasjonell. Men det vil være utvikling over tid hvor ulike "nyttepakker" og trinn vil kunne bli prioritert opp eller ned basert på fremtidig utvikling og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Innhold

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Dagens situasjon | 6 |
| 1.1 | Dagens kraftsystem | 6 |
| 1.2 | Transmisjonsnett | 7 |
| 2 | Økt forbruk og større prissvingninger i kraftsystemet gir behov for nettførsterkninger | 9 |
| 2.1 | Lav kapasitet nord/sør gir prisforskjeller og samfunnsøkonomisk tap | 9 |
| 2.2 | Omfattende planer om vekst i industriforbruket i Bergensområdet | 9 |
| 2.3 | Det er store planer for økt forbruk på Sunnhordland og Nord-Rogaland | 10 |
| 2.4 | Viktige ledninger og begrensninger inn til Bergensområdet og Haugalandet | 11 |
| 2.5 | Havvindplaner og andre planer om økt kraftproduksjon | 12 |
| 2.6 | Det er omfattende planer om økt produksjon Røldal/Suldal og økende forbruk i Odda | 13 |
| 2.7 | Behov for forsterkninger mellom tilgrensende områdeplaner | 14 |
| 3 | Trinnvis plan for utvikling | 15 |
| 3.1 | Målnett | 15 |
| 3.2 | Trinnvis utvikling mot målnett | 16 |
| 3.3 | Transportkanal- spenningsoppgradering gir økt transportkapasitet | 16 |
| 3.4 | Bergensområdet – spenningsoppgradering og ny forbindelse | 17 |
| 3.5 | Haugalandet og Sunnhordland - Ny forbindelse og spenningsoppgradering | 18 |
| 3.6 | Trinn 5 – Spenningsoppgradering nordlig del av SKL-ringen | 20 |
| 3.7 | Nesflaten-Åsen (Odda) | 20 |
| 3.8 | Kapasiteter for tilknytning av nytt forbruk | 20 |
| 4 | Samfunnsmessig rasjonalitet | 22 |
| 4.1 | Tiltakene er delt opp i nyttepakker | 22 |
| 4.2 | Vi oppnår nytte ved økt kapasitet mellom regioner og tilknytning av forbruk | 22 |
| 4.3 | Målnett har en samlet merkostnad på 10-14 mrd. NOK i nåverdi | 23 |
| 4.4 | Verdien av å tilknytte nytt forbruk er stor | 23 |
| 4.5 | Utbygging av kraftnett påvirker natur og klima | 23 |
| 4.6 | Oppsummering av samfunnsøkonomiske virkninger | 24 |
| 5 | Usikkerhet og videre arbeid | 26 |
| 5.1 | Usikkerheter i målnett | 26 |
| 5.2 | Usikkerhet knyttet til andel kabel i målnett | 26 |
| 5.3 | Usikkerhet knyttet til kostnader | 26 |
| 5.4 | Usikkerhet knyttet til klima- og miljøvirkninger | 26 |
| 5.5 | Videre arbeid | 27 |
| 6 | Samlet fremstilling av tiltak og prosjekter | 28 |

1 Dagens situasjon

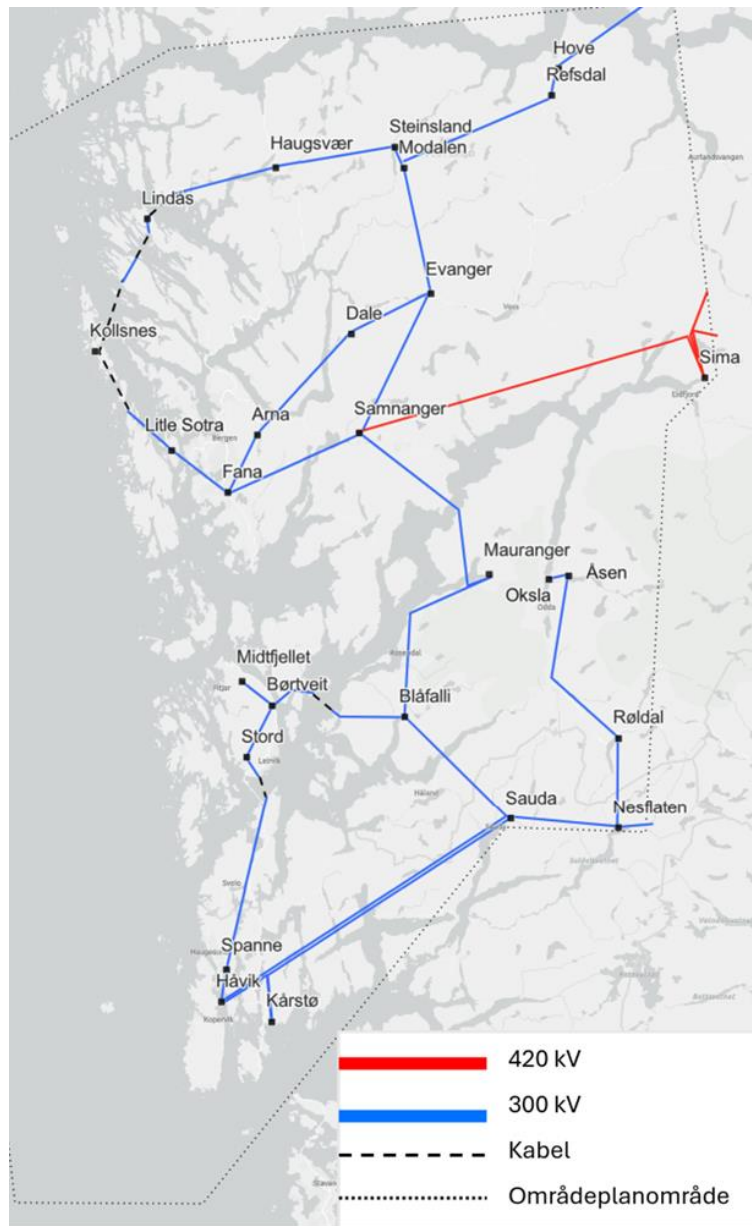
"Bergensområdet og Haugalandet" omfatter transmisjonsnettene avgrenset av Sogndal i nord, Sima i øst og Sauda/Nesflaten i sør.

Vi har delt området inn i fire delområder: Bergensområdet i nord (til og med Samnanger), Haugalandet i sør (avgrenset av Sauda/Nesflaten og Blåfalli), strekningen Samnanger-Sauda som binder sammen disse to delområdene, og Odda-området (Nesflaten og nordover).

Regionalnettet i området dekkes i hovedsak av to utredningsområder i henhold til NVEs forskrift: "Midtre Vestland" og "Sunnhordland og Nord-Rogaland", hvor henholdsvis BKK og Fagne er nettutviklingskoordinator. Områdeplanen beskriver et strategisk mål bilde for utviklingen av transmisjonsnettene i området. Vi etablerte områdeplanene i 2022 og de skal oppdateres annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk fanges opp. De første utviklingstrinnene i planen har liten usikkerhet, mens samfunnsutviklingen har større påvirkning på senere utviklingstrinn.

1.1 Dagens kraftsystem

Mye av forbruket i området er lokalisert langs kysten og er knyttet til smelteverk og petroleumsindustri, samt byene Bergen og Haugesund. Det meste av produksjonen er lokalisert i fjelltraktene i øst. Forbruk i vest og produksjon i øst gir overføringsbehov fra indre til ytre deler av området. Vekst i industriforbruket har gitt knapphet på kapasitet og behov for å forsterke nettet fra øst mot vest. Store deler av området kan ha et betydelig importbehov i kalde og tørre perioder. Mye uregulert kraftproduksjon fører også tidvis til et overskudd i våte perioder om våren, sommeren og høsten. Det er tidvis flaskehals inn til området, og flere steder internt i området. Det oppstår flaskehals sør-nord både i perioder med mye import kombinert med lav produksjon lokalt, og ved høy produksjon av kraft og flyt sørover. Variasjon i produksjon fra vannkraft og flyt på HVDC-forbindelsene lengre sør er vesentlig for kraftflyten i og gjennom området og gir behov for kapasitet i kraftnettet mellom nord og sør i området.



Figur 1 Dagens kraftsystem og avgrensning for områdeplanen

1.2 Transmisjonsnett

Aldrende anleggsmasse i området

Det meste av transmisjonsnett i området er 300 kV ledninger bygget mellom 1965 og 1985. Store deler av anleggene i transmisjonsnett nærmer seg slutten av levetiden, for de fleste stasjonene innen 2040. Statnett har også overtatt flere anlegg fra BKK og Fagne, og det krever etablering av samband, hjelpekraft og generell oppgradering for å innlemme disse i transmisjonsnett på en tilfredsstillende måte. I eldre anlegg kan en enkelt feil slå ut større deler av anlegget og gi betydelig gjenoppretningstid etter feil. Det fører også til at større deler av anlegget må legges spenningsløst for å gjennomføre nødvendig vedlikehold på en sikker måte.

I Bergensområdet er det kun Haugsvær og Lindås av dagens 300 kV stasjoner som er forberedt for overgang til 420 kV. I Arna, Fana, Litle Sotra, og Evanger er det gjennomført, igangsatt eller planlagt levetidsforlengende tiltak for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet til stasjonene erstattes med nye 420 kV stasjoner.

På Haugalandet har de to ledningene mellom Sauda og Håvik dårligere tilstand enn alderen skulle tilsi, spesielt den som går innom Kårstø. Sauda-Nesflaten har også dårlig tilstand. De tre ledningsspennene over Karmsundet (Spanne-Håvik, Sauda-Håvik og Kårstø-Håvik) er svært utfordrende å vedlikeholde på grunn av høye master, liten avstand mellom ledningene og høye krav om oppetid på ledningene som følge av aluminiumsproduksjonen på Håvik. Statnett har derfor startet prosjekter for reinvestering av disse anleggene.

For stasjonene Stord og Spanne på Haugalandet er det behov for levetidsforlengende tiltak i påvente av nybygging og overgang til 420 kV. Dette er også tilfellet for Kårstø, dersom behovet for 420 kV drift først kommer nærmere 2040. Sjøkabelanleggene over Hardangerfjorden (Husnes-Børtveit) og Bømlafjorden (Stord-Spanne) må også skiftes ut de kommende årene.

Kraftsystemet i regionen er høyt utnyttet og det medfører utfordrende drift

Transmisjonsnett i regionen er høyt utnyttet store deler av året og vil belastes ytterligere med ny forbruksvekst, inntil større nettforsterkninger er realisert. Høy utnyttelse av nettet gjør det krevende å få nødvendige utkoplinger av anlegg for vedlikehold samt nødvendige utkoplinger som de omfattende nettforsterkningene fører med seg. Dette krever god koordinering av driftsstanter.

For å håndtere et høyt utnyttet nett og forbruksvekst, samtidig som vi i lengre perioder vil ha viktige komponenter ute for vedlikehold/ombygging, er det etablert flere systemvern i regionen. Disse vil kunne koble ut noe av forbruket kontrollert ved behov. Vi vurderer ytterligere vern, men det er begrenset hva vi mener er forsvarlig ettersom vi allerede har en kompleks systemdrift i regionen.

I Systemutviklingsplanen fra 2023 setter vi Vestlandet som vårt høyest prioriterte område, hvor det haster aller mest å få realisert nye større netttiltak. Samtidig gjennomfører vi mindre tiltak, som temperaturovervåking eller temperaturoppgraderinger av eksisterende anlegg, som kortsiktige tiltak for å øke kapasiteten i kraftsystemet.

Bergensområdet og Haugalandet blir med økt forbruk ett stort underskuddsområde. I tillegg er det en gjennomgående sentral transportkanal mellom Sogndal og Sauda. Området inngår delvis i NO5 og delvis i NO2. Vi ser at budområdeinndelingen i enkelte tilfeller ikke er optimalt innrettet for å håndtere enkelte av de mest fremtredende begrensningene, og vi vil undersøke om vi kan gjøre tiltak i markedet for en bedre systemutnyttelse. Eventuell endring av budområder følger fastsatte rammer og prosess som inkluderer høring og endelig beslutning av energimyndighetene.

Høye spenninger er tidvis en utfordring i Bergensområdet. I de vestlige delene av transmisjonsnettet har vi flere kabelforbindelser, som produserer en del reaktiv effekt og øker spenningen. For å kompensere for kablene har vi reaktorer i enkelte stasjoner for å holde spenningen innenfor forskriftsfestede grenser både i intakt nett og ved utfall eller vedlikehold av kritiske komponenter. Høy reaktiv flyt fra regionalnettet til transmisjonsnettet bidrar også til høye spenninger, og gjør at også BKK Nett vil investere i reaktiv kompensering.

I Sunnhordland og på Haugalandet har vi tidvis utfordringer med høy spenning i Sunnhordland og lav spenning på Haugalandet, spesielt i perioder med utkoblinger og delt transmisjonsnett. Det er vanskelig å holde spenningen nede i nord fordi vi ikke har induktive reaktive komponenter. I sør har vi industriforbruk som er sensitiv for høye spenninger.

2 Økt forbruk og større prissvingninger i kraftsystemet gir behov for nettførsterkninger

Behovet for å gjennomføre tiltakene i områdeplanen styres av reinvesteringer, behov for å bygge ned flaskehalsen som gir prisforskjeller og driftsutfordringer, og behovet for å legge til rette for et økende forbruk og produksjon. I tillegg er det behov for flere reaktive komponenter i stasjonene for å ivareta riktig spenningsnivå

2.1 Lav kapasitet nord/sør gir prisforskjeller og samfunnsøkonomisk tap

Transmisjonsnettet fra Sauda og sørover er oppgradert og driftes på 420 kV. I Sauda får vi en overgang mellom det nye 420 kV nettet og det eldre 300 kV nettet. Den relativt lave kapasiteten i nettet mellom Sogndal og Sauda gir lav kapasitet for overføring mellom nord og sør, og mellom budområdene NO2-NO5, og også lenger nord mellom NO5-NO3.

Statnett gjennomfører hvert annet år en analyse av behovet for overføring mellom budområder, Analyse av transportkanaler (ATK). Analysene fra 2023 viser at det er behov for høyere kapasitet til overføring i begge retninger mellom nord (Sogndal) og sør (Sauda). ATK konkluderer med at det er høy nytte av det planlagte nettet og det er særlig behov for oppgradering av den gjennomgående forbindelsen på Vestlandet. Hvis hele det reserverte forbruket blir etablert, vil området fra Sauda til Modalen i nord være ett stort underskuddsområde, som i tillegg har begrensninger i hva som i sum kan importeres fra andre områder.

ATK påpeker også at kraftsystemet kan tåle en høy forbruksvekst i regionen, så lenge forbruksveksten følges av samme energimengde ny produksjon. I dette området har vi, med unntak av havvind fra Utsira Nord, ikke reservert kapasitet til økt produksjon av ny energi av betydning. De aktuelle produksjonsprosjektene er i hovedsak økt effekt fra eksisterende anlegg uten vesentlig økning av energiproduksjonen. Uten økt lokal produksjon av energi vil kraften måtte hentes fra andre områder, og effekten av våre nettiltak innenfor området vil være lavere med tanke på hva de gir av kapasitet til nytt forbruk.

2.2 Omfattende planer om vekst i industriforbruket i Bergensområdet

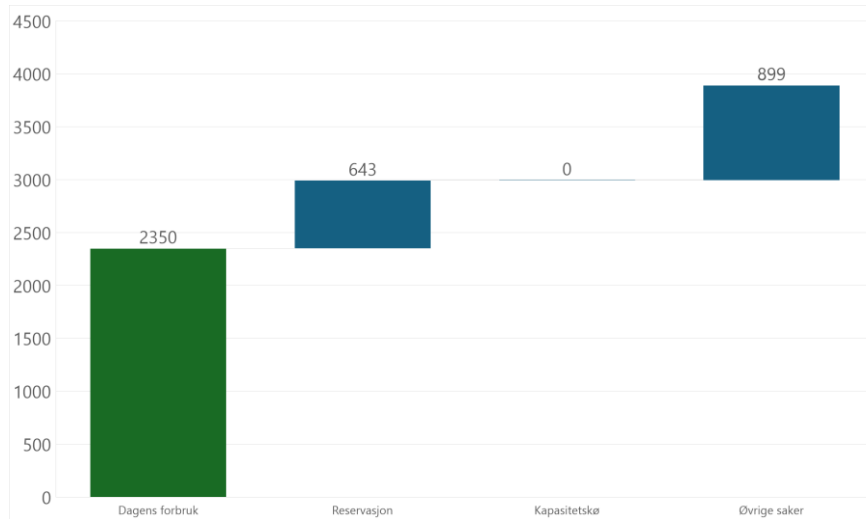
Maksforbruket i Bergen og omland er i dag om lag 2350 MW inkludert elektrifisering av Troll B/C som nylig ble idriftsatt, hvorav i overkant av 750 MW er lokalisert på kysten under Kollsnes og Lindås stasjoner. Statnett og BKK har fått henvendelser fra selskaper som ønsker å etablere seg i regionen eller øke kraftforbruket til eksisterende virksomhet, primært under Kollsnes og Lindås. Noen av henvendelsene er nå modnet og mer konkrete. Statnett og BKK har reservert til disse.

I Bergensområdet er det pr medio oktober 2024 reservert om lag 640 MW til forbruk. Petroleum står for om lag 300 MW kapasitet til elektrifisering av Troll og Oseberg samt utbygging av Yggdrasilfeltet som skal tilknyttes Samnanger stasjon. Øvrig reservert kapasitet er hovedsakelig til industrietableringer i BKKs regionalnett. Det meste av reservasjonene er på særlige vilkår fram til idriftsettelse av Sogndal-Krossdalen-Øygarden og Sauda-Samnanger.

Det er omfattende planer om etablering av ytterligere nytt forbruk i regionen. Planer for om lag 900 MW er meldt inn til Statnett, men vi kjenner til at det er ytterligere planer som fremdeles ikke er meldt til Statnett. Av disse 900 MW er om lag 700 MW saker der kunden har bestilt kapasitet. Statnett og BKK er i ferd med å konkludere på modenheitsvurderingen og eventuelt reservere kapasitet til disse. Reservasjon vil bli gitt under forutsetning av ferdigstilling av Samnanger-Øygarden og Sauda-Samnanger. De aktuelle planene er knyttet til etablering av anlegg for produksjon av hydrogen og

ammoniakk, karbonfangst og lagring samt ytterligere elektrifisering av petroleumsvirksomhet under Lindås og Kollsnes stasjoner.

Figuren under viser omfanget av tilknytningssøknader i Bergensområdet.



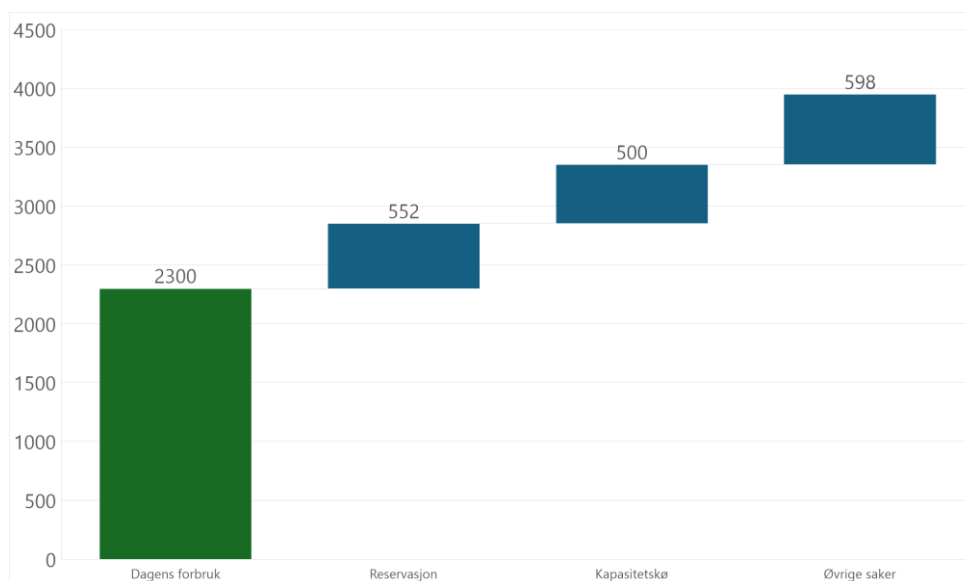
Figur 2 Forbruksutvikling i Bergensområdet

2.3 Det er store planer for økt forbruk på Sunnhordland og Nord-Rogaland

Maksforbruket på Haugalandet og i Sunnhordland inkludert Oddaområdet og Sauda er i dag på opp mot 2200 MW etter tilknytning av Johan Sverdrup til Kårstø i 2022. I tillegg kommer økningen på 100 MW til nytt anlegg for sinkproduksjon hos Boliden i Odda som ble tilknyttet nå i sommer, men som ikke er inkludert i historisk makslast.

Statnett og de lokale nettselskapene har fått flere henvendelser fra kunder som ønsker å etablere seg i regionen eller øke kraftforbruket til eksisterende virksomhet. Noen av henvendelsene er modnet og mer konkrete og Statnett har reservert til disse.

Figuren under viser omfanget av tilknytningssøknader på Haugalandet, Sunnhordland, Sauda og Odda.



Figur 3 Forbruksutvikling i Sunnhordland og Nord-Rogaland

På Haugalandet og i Sunnhordland er det pr medio oktober 2024 reservert om lag 550 MW til forbruk. Den største kunden er ammoniakkprodusenten Iverson e-Fuel i Sauda med en samlet reservasjon på i overkant av 300 MW. Det er videre reservert 120 MW til elektrifisering av Balder og Grane. Gassco hadde tidligere planer om omfattende elektrifisering av anleggene på Kårstø, men disse planene er nå redusert og det er reservert 30 MW til dette prosjektet. Videre er det reservert kapasitet til flere industriprosjekt i nettet til Fagne.

Kapasitetskøen i området er forbruk til pumpekraft som del av den omsøkte utbyggingen av Røldal-Suldalverkene. Det er om lag 600 MW øvrige saker i regionen. Disse er ikke bestilt fra kunden ennå. Hoveddelen knytter seg til utslippsreduksjon fra eksisterende industrivirksomhet.

Blåfalli-Gismarvik øker kapasiteten i SKL-snittet på Haugalandet med omtrent 500 MW så snart også strekningen fra Sauda til Blåfalli er spenningsoppgradert. Av denne kapasiteten er 150 MW reservert til nye kunder mens resterende er ledig til nye kunder. Tilknytninger i Blåfalli-Gismarvik omfattes av regler om anleggsbidrag. Anleggsbidraget er estimert til 1,64 MNOK/MW nettkapasitet for ledningen. Anleggsbidrag til transformering samt regionalnett kommer i tillegg.

2.4 Viktige ledninger og begrensninger inn til Bergensområdet og Haugalandet

Samlet for Bergensområdet og Haugalandet har vi reservert kapasitet til om lag 1200 MW forbruk. Hvis hele det reserverte forbruket blir etablert, vil området fra Sauda til Modalen i nord være ett stort underskuddsområde. Dette fører til at begrensningene som oppstår i nettet inn til området får større betydning enn tidligere, og vi må vurdere den videre tilknytningen av nytt forbruk i området samlet.

Viktige ledninger for forsyning av Bergensområdet og Haugalandet som helhet i dag er:

- Overgangen mellom 300 og 420 kV i og rundt Sauda
- Sima-Samnanger og Sauda-Blåfalli
- Sima-Samnanger og Refsdal-Hove

Etter etablering av to nye mellomlandsforbindelser og 420 kV i Vestre korridor har vi erfart periodevis omfattende flaskehals i Sauda mellom 420 kV og 300 kV i retning nord. Dette har sammenheng med lav produksjon i kraftverk på Vestlandet ved import samt økende forbruk på Haugalandet og i Bergensområdet. Problemet er størst i vinterhalvåret. Permanent tiltak er 420 kV Sauda-Samnanger, hvor første delstrekning 420 kV Sauda-Blåfalli vil være med å avhjelpe problemet. 420 kV Sauda-Gismarvik vil også avlaste flaskehalsen. Nytt større forbruk nord og vest for Sauda vil forsterke denne flaskehalsen. Vi har gjennomført tiltak i driften av kraftsystemet for å dempe denne begrensningen i periodene den oppstår, men ser behov for ytterligere nett-, systemdrift- og markedstiltak for å håndtere større forbruksvekst, inntil vi har oppgradert Sauda-Blåfalli til 420 kV.

Lenger nord har vi ulike snitt hvor utfall øker belastningen på gamle 300 kV ledninger. Vi har konsesjonssøkt spenningsoppgradering av strekningen Sogndal-Modalen (Krossdalen)-Kollsnes (Øygarden), og vi har meldt strekningen Sauda-Samnanger. Det ble sendt melding for Sauda-Gismarvik juni 2024.

I sommerhalvåret med lavere alminnelig forsyning og høy produksjon, er følgende ledninger fremtredene:

- Sogndal-Aurland og Refsdal-Hove
- Mauranger-Blåfalli samt snitt av denne med andre ledninger utenfor området avgrenset i denne områdeplanen.

I tillegg til begrensninger i flyten inn og ut av området, er det en rekke snitt og begrensninger internt i områdene. Dette ble beskrevet i forrige områdeplan. Fremover ser vi at begrensningene inn til området blir av større betydning enn tidligere.

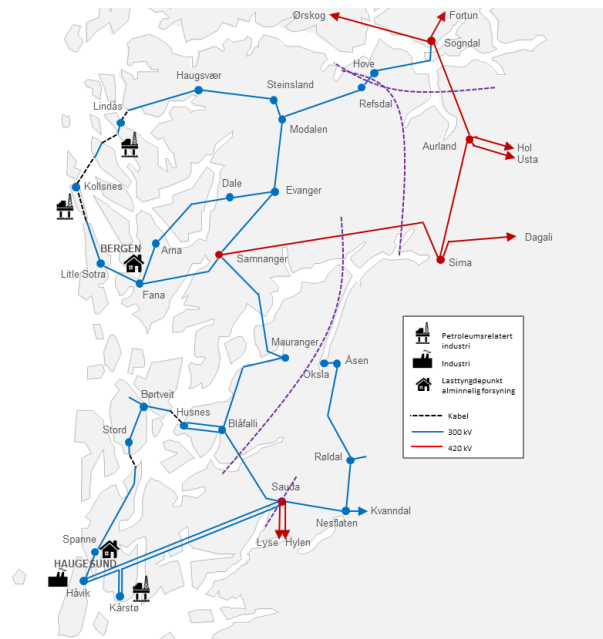
Behov for mer reaktiv kompensering

Det er i dag knapphet på reaktiv kompensering i området. Vi planlegger for spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV, som fører til et økt behov for reaktiv kompensering for å unngå for høye spenninger. I tillegg til dagens kompensering planlegger vi for to nye reaktive komponenter, en plassert i Lindås og en i Øygarden. Vi ser også et behov for dynamisk kompensering for å unngå store spenningsprang og planlegger derfor med et anlegg for reaktiv kompensering i nye Øygarden stasjon. BKK planlegger å sette inn to reaktive komponenter i sitt nett, for å redusere reaktiv flyt fra regionalnettet til transmisjonsnettet, og hindre spenningsoverskridelser.

Noen steder der nye forbindelser skal bygges utreder vi å bygge kabler i stedet for luftledning, enten forbi det ikke er mulig å komme frem med luftledning eller fordi det kommer krav til kabel av andre grunner. Andel kabel i kraftsystemet har betydning. Kabel krever om lag 30-50 ganger mer kompensering enn det en luftledning med samme overføringskapasitet trenger, og vil bidra til å øke kompleksitet, kostnader og arealbehov i stasjonene for kabelløsninger. Utviklingen i de siste trinnene mot målnettet, og spesielt usikkerheten i hvor mye kabel som skal bygges videre, gir et utfallsrom i behov for ytterligere reaktiv kompensering. Vi jobber med å få kartlagt hva dette har av betydning for antallet reaktive komponenter vi trenger og hvor vi bør plassere disse.

2.5 Havvindplaner og andre planer om økt kraftproduksjon

De mest omfattende produksjonsplanene i området er myndighetenes plan om utbygging av havvind. Regjeringen har åpnet for utbygging av 1500 MW flytende havvind på Utsira Nord. Prosjektområdet er delt inn i tre områder på hver 500 MW. Statnett gjennomførte i 2023 en utredning for å se på samfunnsmessige rasjonelle tilknytningsløsninger for havvind fra Utsira Nord. Den konkluderte med en samordnet tilknytningsløsning for havvind fra de tre delområdene. Statnett har derfor startet et prosjekt for å utrede en felles stasjon for tilknytning av havvind fra Utsira Nord. Dette er nærmere beskrevet i avsnitt 3.5.



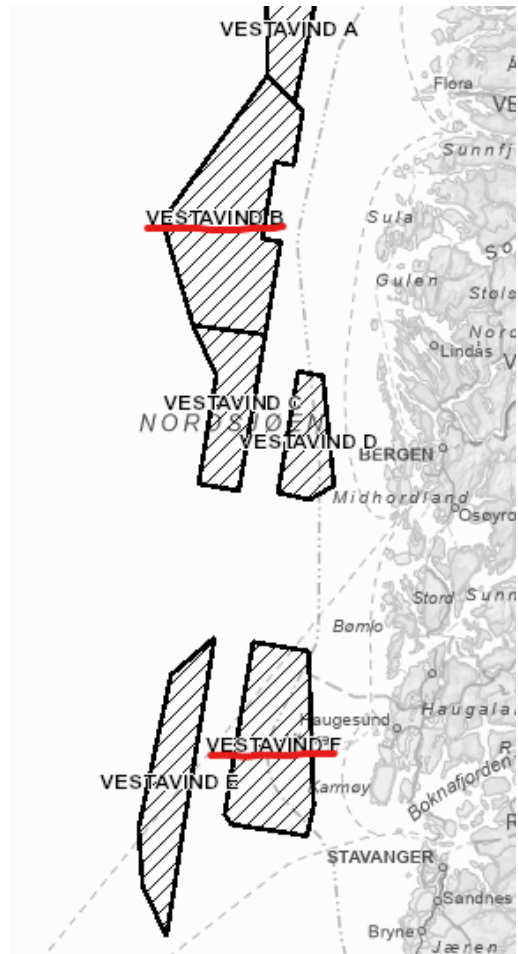
Figur 4 Viktige snitt i området

NVE gjennomfører en strategisk konsekvensutredning for å åpne for ytterligere områder i 2025

Myndighetene har planer om å åpne for flere områder med havvind i 2025, hvor Vestavind F og Vestavind B ligger utenfor kysten tilgrensende denne områdeplanen. NVE har bedt Statnett svare på hvor mye kraft som kan føres til land, og til hvilket tilknytningspunkt disse områdene kan føres inn til. Vestavind F omkranser et større område ved Utsira Nord og muliggjør større kraftproduksjon enn det som allerede er åpnet for Utsira Nord. Vestavind B er et stort havområde som strekker seg helt fra høyde med Øygarden opp til nord for Sognefjorden.

Bergensområdet er et underskuddsområde, og industriforbruket i området er lokalisert ute ved kysten. Det vil derfor være positivt med havvind inn til dette området. Dersom det åpnes for havvind i den sørlige delen av Vestavind B, vil det mest aktuelle tilknytningspunktet være den planlagte nye Øygarden stasjon.

Det er behov for økt produksjon inn i kraftsystemet i området for å balansere mot de omfattende forbruksplanene. Det er i dag et stort gap mellom omfanget av forbruksplaner og produksjonsplaner, men vi ser at det i økende grad kommer planer om ny produksjon. Statkraft søkte i juni 2022 om konsesjon på opp mot 630 MW økt effektinstallasjon i Mauranger. Statnett har reservert nettkapasitet til Sunnhordaland Kraftlag sitt prosjekt Blåfalli Fjellhaugen som gir 185 MW økt effekt. Økt effektkapasitet er positivt for kraftsystemet og vi tar med oss dette i den videre planleggingen. Samtidig er det behov for økt lokal energiproduksjon i nærhet til det økte energibehovet, som bedre enn effektoppgraderinger vil tilrettelegge for økt forbruksvekst. Økt energi, i form av vindkraft og økt effekt fra vannkraft er en god kombinasjon som legger til rette for økt kraftbruk. Det er mulig å knytte til økt produksjon uten å gjennomføre større netttiltak i flere steder i området. Det gjelder spesielt i områder der det er tilknyttet mye forbruk.



Figur 5 Kart over Vestavind B og F

2.6 Det er omfattende planer om økt produksjon Røldal/Suldal og økende forbruk i Odda

Lyse Kraft DA har konsesjonssøkt en betydelig effektoppgradering av sine kraftverk i Røldal og Suldal. Søknaden er sendt NVE og innebærer 660 MW ny effekt og 500 MW pumpekraft. Det er allerede begrensninger i denne delen av transmisjonsnett i dag, slik at det ikke er kapasitet til å tilknytte den planlagte kraftproduksjonen. Vi ser behov for å utvikle transmisjonsnettet i et større område, ettersom det er flere planer om økt kraftproduksjon i den sørlige delen av Sør-Norge. Statnett har derfor startet omfattende analyser av nettet i et større område, for å sikre en rasjonell utvikling av transmisjonsnettet. Analysene vil pågå frem mot årsskiftet. Vi ser samtidig mer lokalt på nettet rundt Røldal og Suldal for å kunne svare ut hva som skal til for å tilknytte den planlagte kraftproduksjonen.

I Odda-området er det flere store kraftverk og to store industribedrifter med høyt kraftforbruk. Samlet forbruk i området ligger i dag på rundt 200 MW, hvor av Boliden utgjør 100 MW og TTI 50 MW. Boliden

er i ferd med gradvis øke sitt forbruk med ytterligere 100 MW. Statnett er nær ferdigstillelse av Åsen transformatorstasjon for å øke transformeringskapasiteten og legge til rette for forbruksveksten.

Industriforbruket i Odda-området har historisk hatt stabil forsyning gjennom stor lokal produksjon og ensidig tilknytning til transmisjonsnettet fra Åsen via Røldal til Nesflaten. Utfall eller planlagt vedlikehold av ledningene mellom Nesflaten og Odda medfører overgang til øydrift og dermed krav til å kunne balansere last og produksjon i Odda. 300 kV ledningene Nesflaten-Røldal-Åsen (66 km) ble bygd i 1965/1967 og har relativt lav termisk kapasitet. Når det er stort produksjonsoverskudd, har vi i dag korte perioder med flaskehals på ledningsnettet ut av området.

2.7 Behov for forsterkninger mellom tilgrensende områdeplaner

Behov for nettførsterkninger må enkelte steder sees i sammenheng med forsterkningsbehov i tilgrensende områder. For Bergensområdet og Haugalandet har vi grensesnitt med områdeplan *Sogn til Sunnmøre*, der oppgradering av Sogndal-Aurland har betydning for flytmønster og kapasitetsbehov også på Vestlandet. Det er tilsvarende grensesnitt med områdeplan *Vestfold og Telemark* gjennom forsterkningsbehov Sauda-Nesflaten og området videre østover mot Telemark. Vi gjennomfører derfor analyser som ser på dette området samlet. Statnett jobber målrettet med å utnytte det eksisterende kraftnettet best mulig. Blant annet gjennomfører vi flere tiltak for å øke kapasiteten mellom NO2 og NO5 og NO1, dette vil kunne redusere prisforskjellene mellom disse områdene:

- Temperaturoppgradering av 300 kV-ledningene Samnanger-Mauranger, Blåfalli-Sauda og Husnes-Børtveit
- Søknad om å kunne fravike standardkrav til bakkeavstand for å kunne ha høyest mulig kapasitet på eldre 300 kV-ledninger
- Tilrettelegge for temperaturoppgradering av 300 kV Flesaker-Hof-Tveiten i forkant av den planlagte spenningsoppgraderingen av denne ledningen
- Installere *dynamic line rating* (DLR) på 300 kV-ledningene Blåfalli-Mauranger, Blåfalli-Sauda og Tokke-Flesaker. Ekstra kapasitet fra DLR utnyttes foreløpig kun i den løpende systemdriften, men vil etter hvert også bidra til økt overføringskapasitet i markedene

3 Trinnvis plan for utvikling

3.1 Målnettet

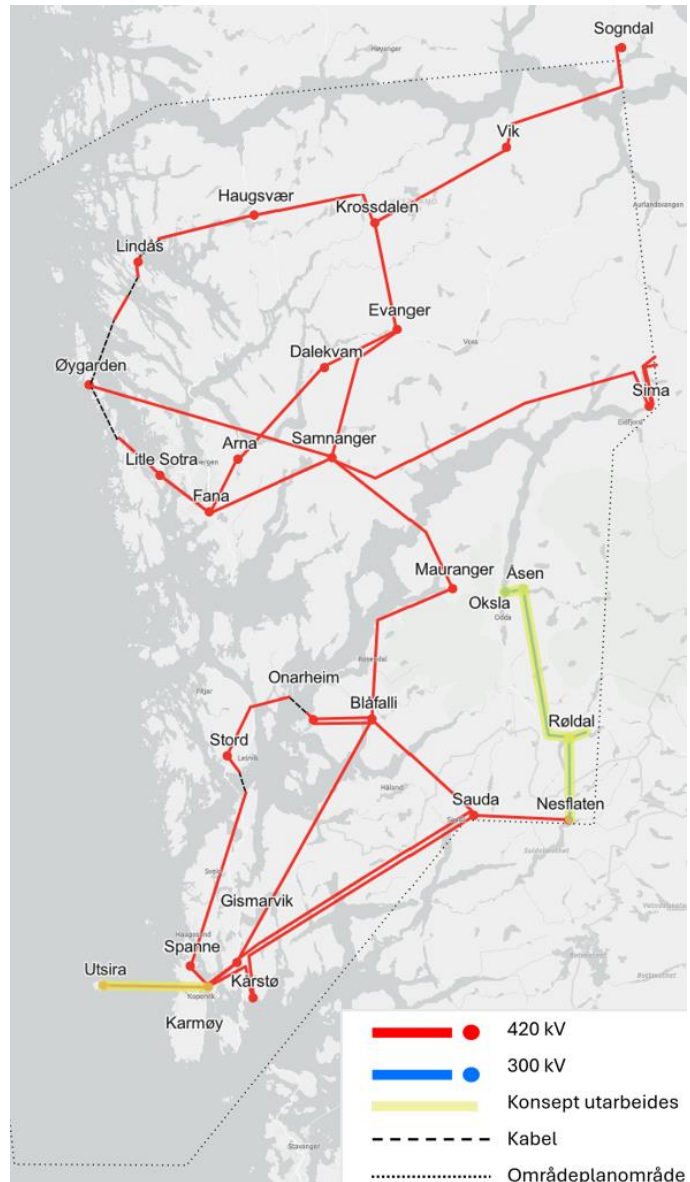
Målnettet består av transmisjonsnett på 420 kV i området, se figur under. Målnettet i områdeplanen baserer seg på analyser Statnett har gjort, som KVUer, Analyse av transportkanaler, driftsmessig forsvarlig vurderinger og behov for reinvesteringer. Dette målnettet kan tidligst stå ferdig 2040. Flere av tiltakene i målnettet er gjenstand for utredningskostnader og anleggsbidrag. Statnetts [Systemutviklingsplan](#) (2023) peker på at tiltakene i dette området haster mest.

Statnetts analyse av transportkanaler fra 2023 har sett på behov for ytterligere forsterkninger i området, utover målnettet. Den peker på at ved høy forbruksvekst og energiunderskudd i Bergensområdet og mye havvind tilknyttet Utsira Nord og Sørlandet kan det bli behov for to 420 kV forbindelser mellom Bergensområdet og Haugalandet.

Målnettet i Bergensområdet og Haugalandet kan håndtere en stor forbruksvekst. Det kan også ta imot store mengder ny produksjon. Hvor mye forbruk som kan knyttes til i fremtiden henger sammen med hvor mye ny produksjon som kommer i området. Om det blir behov for ytterligere forsterkninger utover det vi har planlagt i målnettet, og hvor disse i så fall bør komme vil avhenge av hvor forbruket er lokalisert, og ikke minst hvor det kommer ny produksjon.

Det er uavklart hvordan målnettet i området Nesflaten/Odda bør utformes. Statnett er i gang med å analysere dette området, i første omgang for å se på hva som skal til for å knytte til planene om økt produksjon. På lang sikt ser vi for oss at nettet i Odda-området oppgraderes til 420 kV. Tidspunktet er usikkert og avhenger av utviklingen i tilstanden til de eksisterende 300 kV-ledningene og hvordan kraftbalansen i området utvikler seg. Dersom forbruket vokser slik at det blir vesentlig større enn maksimal produksjon ved øydrift, kan det bli behov for en ny forbindelse inn til området avhengig av industriens krav til forsyningssikkerhet. Regionalnettet i Odda er eid av Fagne og drives på 66 kV.

Regionalnettet i Bergensområdet drives allerede i hovedsak på 132 kV. Regionalnettet under Refsdal/Hove oppgraderes til 132 kV i forbindelse med at Sogndal-Modalen oppgraderes til 420 kV.



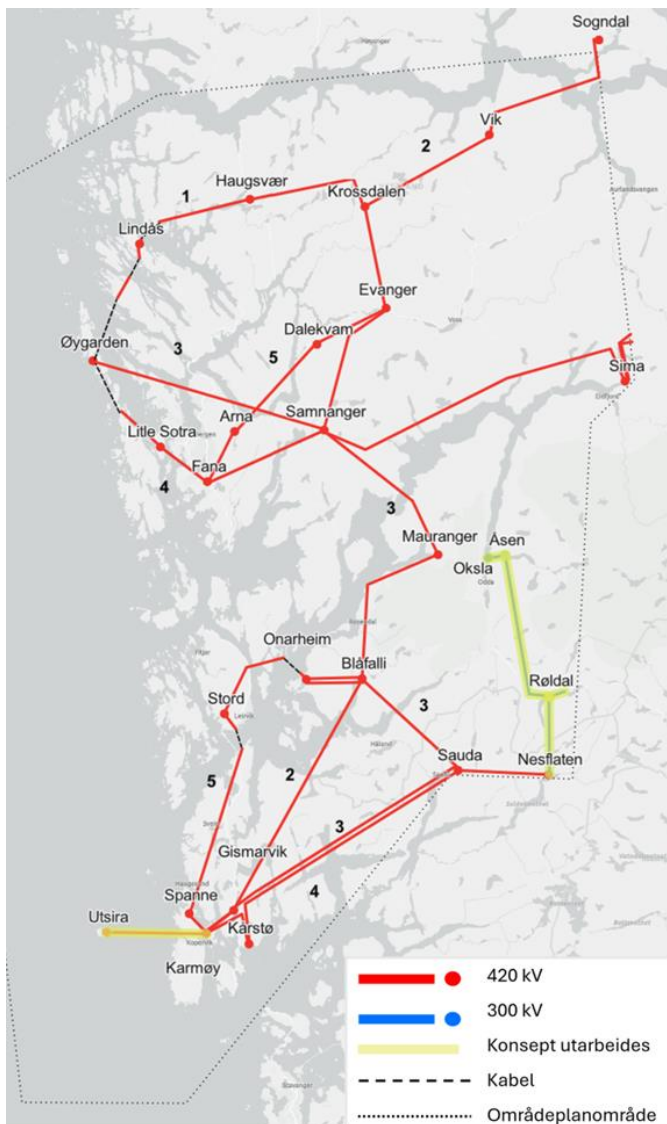
Figur 6 Målnettet for Bergensområdet og Haugalandet

Det er planer om å oppgradere regionalnettet mellom Sima og Evanger til 132 kV på noe lengre sikt. Haugalandet har i hovedsak regionalnettet på 66 kV, og Fagne planlegger for oppgradering til 132 kV.

3.2 Trinnsvis utvikling mot målnettet

Her beskriver vi hvordan vi planlegger å utvikle transmisjonsnettet i de enkelte delområdene over tid, fram mot målnettet beskrevet i kapittel 2. For å kunne bygge de planlagte anleggene må Statnett søke konsesjon, og vi er avhengig av nødvendige myndighetstillatelser. Meldinger og konsesjonssøknader vil bli sendt på høring av NVE, og det blir mulighet for berørte interessenter å uttale seg om planene.

Utover de tiltakene som er beskrevet her vil det i flere av transformatorstasjonene være behov for fornyelser og/eller øke transformorkapasiteten for å håndtere ny produksjon eller nytt forbruk.



Figur 7 Målnett med trinn for henholdsvis Bergensområdet og Haugalandet

3.3 Transportkanal- spenningsoppgradering gir økt transportkapasitet

Spenningsoppgradering av forbindelsen Samnanger-Saida har betydning for både Bergensområdet og Haugalandet. Den er nødvendig for tilknytning av nytt forbruk i begge disse områdene, for å håndtere kraftflyten nord-sør på Vestlandet, for å oppnå en høy utnyttelse av andre deler av nettet i Sør-Norge, og for å redusere prisforskjellene mellom prisområdene i Sør-Norge.

Statnett har sendt melding til NVE for Sauda-Blåfalli og Blåfalli-Mauranger-Samnanger. Meldingene skisserer behovet for ny 420 kV stasjon (Orradalen) i Blåfalli og i Mauranger og bygging av ny ledning til erstatning for dagens på hele strekningen mellom Sauda og Samnanger. I Mauranger legger vi til rette for økt effektproduksjon som Statkraft har konsesjonssøkt.

3.4 Bergensområdet – spenningsoppgradering og ny forbindelse

I avsnittene under er videre utvikling beskrevet i trinn 1 til 5 (dette er en ny trinnvis beskrivelse sammenlignet med tidligere). Tiltakene beskrevet frem til og med trinn 3 har i hovedsak startet opp (fattet BPO), mens tiltakene i de påfølgende trinnene er planlagt å starte de neste årene.

Trinn 1 – Fornyelser og utvidelser i eksisterende anlegg og spenningsoppgradering Modalen-Kollsnes

Vi har under gjennomføring flere stasjonsprosjekter i området. Nye Dalekvam stasjon med økt transformeringskapasitet vil erstatte eksisterende Dale stasjon (fornyelsesprosjekt). For å styrke forsyningssikkerheten og åpne for noe nytt forbruk er vi i gang med å øke transformatorkapasiteten i Fana og Litle Sotra, samt gjøre levetidsforlengende tiltak. I Lindås setter vi inn reaktor og transformator nummer to.

På strekningen Litle Sotra-Kollsnes erstatter vi kabeldelen med en ny kabel med større kapasitet, tilrettelagt for fremtidig overgang til 420 kV. Over Fensfjorden (Haugsvær-Lindås) legger vi flere kabler slik at vi får to kabelsett og dermed doblet kapasiteten.

Vi vil i perioden 2024-2026 bygge om deler av 420 kV Sima-Samnanger for å øke driftssikkerheten til ledningen. Sima-Samnanger er i dag Statnetts mest feilutsatte ledning vinterstid grunnet to korte, men svært værutsatte fjellstrekninger.

Tiltakene beskrevet over planlegges ferdigstilt i perioden 2024-2026.

De største tiltakene i trinn 1 er knyttet til spenningsoppgradering av strekningen Modalen-Kollsnes, planlagt ferdigstilt 2028-2030. Dette innebærer nye Øygarden stasjon nær Kollsnes, nye Krossdalen stasjon til erstatning for Modalen stasjon, samt nye ledninger mellom Krossdalen og Steinsland. Steinsland kraftverk knyttes radielt til Krossdalen på 420 kV. Kollsnes vil bli overdratt til Equinor når Øygarden stasjon er i drift, og derfor ikke være en del av transmisjonsnettet.

Trinn 2 – Spenningsoppgradering Sogndal-Modalen

Trinn 2 øker kapasiteten inn til Bergensområdet, og er planlagt å være ferdig i 2029-2031

Eksisterende Refsdal-Modalen bygges om til 420 kV drift. Vi planlegger å erstatte ledningen Sogndal-Hove-Refsdal med ny 420 kV ledning, og bygge nytt 420 kV-anlegg i Refsdal (Vik stasjon). Delstrekning fra Sogndal frem til og med fjordkrysning over Sognefjorden har fått konsesjon til oppgradering til 420 kV i sammenheng med spenningsoppgradering av Sogndal-Aurland til 420 kV, som er under utførelse. Regionalnettet under Refsdal/Hove oppgraderes til 132 kV i sammenheng med spenningsoppgradering Sogndal-Modalen. Vi planlegger at Hove vil tas ut av transmisjonsnettet og i stedet bli en regionalnettstasjon.

Spenningsoppgraderingen mellom Sogndal og Kollsnes (trinn 1 og 2) åpner ikke i seg selv for ytterligere forbruk i Bergensområdet, men er en forutsetning for at vi har åpnet for nytt forbruk på vilkår før spenningsoppgraderingen er gjennomført. Videre gir oppgradert Sogndal-Modalen økt kapasitet i snittet over Sognefjorden. Alle tiltakene i trinn 2 for kapasitetsøkning er konsesjonssøkt.

Trinn 3 – Ny forbindelse Samnanger- Øygarden og spenningsoppgradering Samnanger-Sauda

Trinn 3 innebærer en ny 420 kV-forbindelse til nye Øygarden stasjon fra Samnanger, og spenningsoppgradering mellom Samnanger og Sauda (se beskrivelse i avsnitt 3.3). Dette trinnet vil gi økning i kapasiteten inn til og internt i Bergensområdet og er en forutsetning for å kunne gi tilknytning til nytt forbruk utover det som nå er reservert. Trinnet er også nødvendig for å få til større kapasitetsløft gjennom trinn 4 og 5. Det er sendt melding til NVE for alle delstrekninger.

Trinn 4 – Spenningsoppgradering Samnanger-Fana-Øygarden

I trinn 4 bygger vi om den delen av det gjenværende 300 kV transmisjonsnett til 420 kV som har størst betydning for kapasiteten til å forsyne forbruk under Øygarden og Lindås. Vi planlegger først å bygge ny Fana stasjon til erstatning for eksisterende stasjon, som uansett har fornyelsesbehov på 2030-tallet. Nye Fana settes i drift med 420 kV mot Samnanger og 300 kV mot Arna og Litle Sotra. Deretter bygger vi ny Litle Sotra stasjon, som også har fornyelsesbehov i samme periode. Når nye Litle Sotra settes i drift heves spenningen på Fana-Litle Sotra-Øygarden til 420 kV. Vi utreder om ledninger på denne strekningen kan oppgraderes til 420 kV.

Trinn 5 – Spenningsoppgradering av resterende 300 kV nett

I trinn 5 oppgraderer vi strekningene Modalen-Evanger-Samnanger og Evanger-Dale-Arna-Fana. Oppgraderingen øker kapasiteten i Bergensnettet ytterligere og gir i tillegg en betydelig økning i kapasiteten nord-sør på Vestlandet.

Evanger og Arna er planlagt fornyet og erstattes med nye 420 kV-stasjoner. Vi planlegger også å bygge nye 420 kV ledninger som erstatter eksisterende 300 kV ledninger minimum på strekningene Evanger-Dale-Arna og deler av Evanger-Samnanger. Der det er behov for nye ledninger ønsker vi i størst mulig grad å bygge nytt i parallell og sette den nye ledningen i drift før den eksisterende ledningen saneres. Vi forventer at Arna-Fana, Modalen-Evanger og det meste av Evanger-Samnanger kan driftes på 420 kV etter ombygging.

Indre Hardanger

I Indre Hardanger har den langsiktige planen vært å oppgradere regionalnettet fra 66 kV til 132 kV. BKK og Indre Hardanger Kraftnett gjennomførte i 2023 en områdestudie, som konkluderte med at det var rasjonelt å oppgradere regionalnettet i området til 132 kV. Denne løsningen legger også til rette for reserveforsyning til Voss og økt forbruk i Simadalen. En forutsetning for oppgradering til 132 kV er at Statnett setter inn en ny transformator i Sima transformatorstasjon. Vi har derfor startet et prosjekt for dette tiltaket.

3.5 Haugalandet og Sunnhordland - Ny forbindelse og spenningsoppgradering

KVU Haugalandet anbefalte ny ledning til en ny stasjon i Gismarvik for å øke kapasiteten for tilknytning av nytt forbruk, og deretter spenningsoppgradering av 300 kV nettet på Haugalandet. Oppdaterte analyser viser at denne trinnvise utbyggingsstrategien fortsatt er rasjonell, også om det blir tilknyttet 1500 MW havvind på Haugalandet. Videre viser analyser viktigheten av å fornye ledningen mellom Sauda og Gismarvik, som sammen med spenningsoppgradering av Sauda-Blåfalli og Blåfalli-Gismarvik gi ytterligere kapasitet til nytt forbruk.

Tiltakene beskrevet frem til og med trinn 3 for Haugalandet har startet opp (fattet BPO), mens tiltakene i de påfølgende trinnene er planlagt å starte de neste årene.

Trinn 1 – Temperaturoppgraderinger og reaktiv kompensering

Trinn 1 består av temperaturoppgraderinger og økt reaktiv kompensering. De fleste av disse tiltakene er gjennomført, og planlegges fullført høsten 2024. Nye Onarheim stasjon styrker forsyningen til Hydros aluminiumsverk på Husnes, og legger til rette for framtidig spenningsoppgradering. Statnett fikk konsesjon på Onarheim stasjon i juli 2024.

På grunn av begrenset transformeringskapasitet i Stord transformatorstasjon er det begrensninger i hvor stor forbruk som kan knyttes til i Sunnhordland. Statnett har sammen med Fagne startet et prosjekt med økt transformering i Midfjellet som vil bedre situasjonen i området og muliggjøre at vanlig forbruk opp til 5 MW kan tilknyttes uten ytterligere avklaring med Statnett.

Trinn 2 – Ny forbindelse mellom Blåfalli og Gismarvik

Trinn 2 omfatter ny ledning mellom Blåfalli og ny Gismarvik stasjon. Ledning og stasjon bygges for 420 kV, men vil i første omgang settes i drift på 300 kV. Blåfalli stasjon vil bli utvidet med et felt for ledningen Blåfalli-Gismarvik, samt at kontrollanlegget i stasjonen vil bli fornyet. Gismarvik blir en helt ny stasjon på strekningen mellom Sauda/Kårstø og Håvik. Her har Statnett mottatt konsesjon og byggestart forberedes.

Trinn 2 inkluderer også ny Karmøy stasjon til erstatning for Håvik stasjon, og forventes fullført 2026/27.

Trinn 2 øker N-1-kapasiteten i SKL-snippet til ca. 1950 MW. SKL-snippet består av 300 kV-ledningene Sauda-Kårstø, Sauda-Håvik og Husnes-Børtveit, som sammen er forsyningen av underskuddsområdet i vest. Blåfalli-Gismarvik åpnet i utgangspunktet for ca. 500 MW nytt forbruk vest for SKL-snippet. Tiltaket er gjenstand for anleggsbidrag. På grunn av kapasitetsutfordringen i Sauda, vil ikke hele kapasiteten på 500 MW være tilgjengelig når ledningen er på drift. Vi trenger også å oppgradere ledningen mellom Sauda og Blåfalli til 420 kV for å knytte til hele volumet på 500 MW uten særskilte vilkår. Dette tiltaket er planlagt gjennomført rundt 2030-2032.

Trinn 3 – Spenningsoppgradering Sauda-Samnanger og Sauda-Gismarvik

300 kV-ledningene¹ Sauda-Håvik og Sauda-Kårstø-Håvik er fra 1960-tallet, og har relativt dårlig tilstand. Fornyelsesbehovet er stort på disse forbindelsene samt på forbindelsen Håvik/Karmøy - Spanne. Statnett har derfor startet et prosjekt som skal håndtere reinvestering av ledningene mellom Gismarvik og Sauda, og et prosjekt som skal fornye alle forbindelsene over Karmsundet og ledningene videre til Gismarvik stasjon.

Sauda-Samnanger blir oppgradert omtrent på samme tid. Vi kan da etablere en 420 kV trekantforbindelse på Haugalandet: Sauda-Gismarvik-Blåfalli-Sauda. N-1-kapasiteten i SKL-snippet øker da til ca. 2500 MW, med spenning som det begrensende forholdet. Etter gjennomføring av dette trinnet vil det være mulig å knytte til ytterligere forbruk vest for SKL-snippet.

Sauda - Nesflaten er en forbindelse med kapasitetsutfordringer i dag. Analyser viser at kapasitetsbehovet for kraftflyt mellom ulike områder blir større. I tillegg viser tilstand på forbindelsen at det et stort behov for fornyelse. Statnett har nylig startet et prosjekt for reinvestering.

Trinn 4 – Tilknytning av havvind og fornyelse av Kårstø

Statnett har startet et prosjekt for å legge til rette for tilknytning av havvind fra Utsira Nord. Prosjektet utreder to mulige løsninger, enten en ny stasjon på Utsira og/eller en stasjon på vestsiden av Karmøy, begge med en forbindelse inn til den planlagte Karmøy transformatorstasjon.

¹ Disse to ledningene vil etter at Gismarvik stasjon er satt i drift gå via Gismarvik til Karmøy/Håvik.

Kårstø stasjon vil ha behov for fornyelse 2035-2040. Når stasjonen skal fornyes, vil det også være aktuelt å oppgradere ledningene mellom Kårstø og Sauda-Gismarvik (opprinnelige Sauda-Håvik ledningene), slik at hele strekningen kan driftes på 420 kV.

3.6 Trinn 5 – Spenningsoppgradering nordlig del av SKL-ringen

Det siste trinnet på veien fram mot målnett er å reinvestere den nordligste 300 kV-forbindelsen, Blåfalli-Husnes (Onarheim)-Børtveit-Stord-Spanne-Håvik (Karmøy). De to ledningene fra Blåfalli til Husnes (Onarheim) er 20 år eldre enn de andre, og vi vil trolig starte tidligere med å reinvestere disse. Forbruksplaner under Onarheim kan også fremskynde reinvestering av disse to ledningene. Tiltakene gir en N-1-kapasitet over SKL-snittet på 3400-3600 MW. Med en kapasitet såpass mye høyere enn dagens, er ikke SKL-snittet det mest relevante snittet for å vurdere de reelle flaskehalsene langt fram i tid, da møter vi begrensninger lenger bak i nettet om vi ønsker å benytte den økte kapasiteten over SKL-snittet fullt ut. Svaret på dette er avhengig av øvrig nettutvikling, samt hvor nytt forbruk og ny produksjon blir tilknyttet. Reinvesteringsbehov kan også bli driver for om man må bygge og tilrettelegge for 420 kV før den endelige overgangen av hele ringen.

3.7 Nesflaten-Åsen (Odda)

Statnett er nær ferdigstillelse av fornyelse av Åsen transformatorstasjon, utløst av planer om forbruksvekst i industrien i Odda og Tyssedal samt behov for reinvesteringer. Nye Åsen har to transformatorer og bygges for 420 kV drift, men skal drives på 300 kV. Fagne har styrket sitt 66 kV regionalnett.

Ledningen mellom Nesflaten og Røldal og videre til Åsen er fra 60-tallet og må på sikt reinvesteres. Utviklingen i dette området må sees i sammenheng med Lyse kraft sine planer om økt kraftproduksjon gjennom effektoppgradering av Røldal/Suldal-verkene. Se kap. 2.5.

3.8 Kapasiteter for tilknytning av nytt forbruk

Med den trinnvise utviklingen av transmisjonsnettet i området vil gradvis kapasiteten i kraftsystemet økes. Kraftsystemet har mange lag med begrensninger. For at nytt forbruk eller produksjon skal kunne knytte seg til må det være kapasitet i distribusjonsnettet, i det regionale nettet til f.eks. BKK eller Fagne, i transformeringskapasiteten mellom regionalnett og transmisjonsnett, og i ledningene i transmisjonsnettet. Også for kapasitet i ledningsnettet er det flere lag. Et første lag kan for eksempel være kapasiteten fra indre deler til kysten av Bergensområdet, det neste kapasiteten inn til hele Bergensområdet, og deretter et lag som er kapasiteten inn til hele Bergensområdet og Haugalandet samlet. Når forbruket stiger mye uten at vi får tilsvarende økning i ny energiproduksjon når vi de ytre begrensningene for kapasiteten inn til Bergensområdet og Haugalandet. Om vi får ny produksjon i området, og hvor denne kommer, har betydning for hvor mye kraft som kan knyttes til.

Hva som er kapasitet tilgjengelig for kunder (driftsmessig forsvarlig) i ulike punkt er avhengig av driftsforhold, grad av forsyningssikkerhet, forbruksmønster, bruk av vilkår om forbruksbegrensning og bruk av systemansvarliges virkemidler. Hensynet til driftssikkerhet ved nødvendige driftsstanser for oppgradering av gjenstående 300 kV-nett til 420 kV vil også ha en vesentlig betydning.

I dag er all kapasitet til forbruk reservert i dagens nett. Kapasiteten vi får når prosjektene i trinn 1 og 2 er gjennomført er også reservert. For nye tilknytninger på Haugalandet – vest for SKL-snittet – vil idriftsettelse av Blåfalli-Gismarvik i trinn 2 øke kapasiteten til å tilknytte nytt forbruk med 500 MW gitt at også Sauda-Blåfalli i trinn 3 er oppgradert til 420 kV. I begynnelsen av september 2024 var 150 MW av disse 500 MW reservert til nye kunder.

Vi får ny kapasitet for tilknytning av forbruk når trinn 3 i områdeplanen er gjennomført. Våre analyser viser at dersom forbruket i området nærmer seg et volum på rundt 3000 MW, utover dagens forbruk, vil vi få en anstrengt forsyningssituasjon i området vinterstid med og fare for forbruksutkobling, i tillegg vil kraftprisene i området bli høye. En viktig forutsetning for betydelig økt forbruk regionen vil derfor være at vi får ny energiproduksjon lokalt i området. I disse vurderingene tar også Statnett høyde for at alt forbruk som får reservere kapasitet ikke vil realisere sine planer, altså at vi nå reserverer til et volum utover det som vil være akseptabelt når trinn 3 er gjennomført.

Under forutsetning at tilknytning er driftsmessig forsvarlig lokalt der det skal knyttes til vil Statnett tillate følgende volumer for reservasjon:

- Statnett kan reservere opp til 1000 MW avtalt kapasitet utenfor Bergensnettet etter Sauda-Samnanger 420 kV og ny forbindelse til Øygarden (trinn 3 i områdeplanen), i tillegg til det som er reservert for trinn 1 og 2.
- Statnett kan reservere opp til 850 MW på Haugalandet (vest for SKL-snippet) etter 420 kV-ring (Sauda-Blåfalli, Blåfalli-Gismarvik, Sauda-Gismarvik) (trinn 2 og 3 i områdeplanen) i tillegg til det som er reservert for trinn 1 og 2. Av dette kan 350 MW tas i bruk uten vilkår etter idriftsettelse av Blåfalli-Gismarvik og Sauda-Blåfalli. Det er krevende å finne særlige vilkår som løser driftsutfordringene i regionen.
- Statnett kan reservere i alt 500 MW fordelt på stasjonene langs Sauda-Samnanger inkludert Husnes.

Erfaring viser at reservasjoner vil falle fra og komme til frem til inngåelse av anleggsbidrag. Statnett vil gjøre oppdaterte vurderinger av reservasjonsvolumene og det kan bli endringer i fremtiden. Disse volumene for reservasjon vil gjelde inntil videre. Vi vil sette av kapasitet til vanlig forbruk innenfor disse volumene.

4 Samfunnsmessig rasjonalitet

4.1 Tiltakene er delt opp i nyttepakker

I områdeplanen er det planlagt mange prosjekter der nytten først blir utløst når også tilstøtende prosjekter er gjennomført. For å bedre kunne forklare og vurdere disse sammenhengene har vi delt prosjektene inn i *nyttepakker*. Delprosjektene i disse kan tilhøre ulike trinn og dermed gjennomføres på forskjellige tidspunkter.

I delkapitlene under redegjør vi først for oppdelingen av nyttepakker og hvilken nytte vi anslår at tiltakene kan gi. Deretter diskuterer vi ulempene i form av investeringer og innvirkning på areal, miljø og klima. Til slutt presenterer vi en overordnet oppsummering.

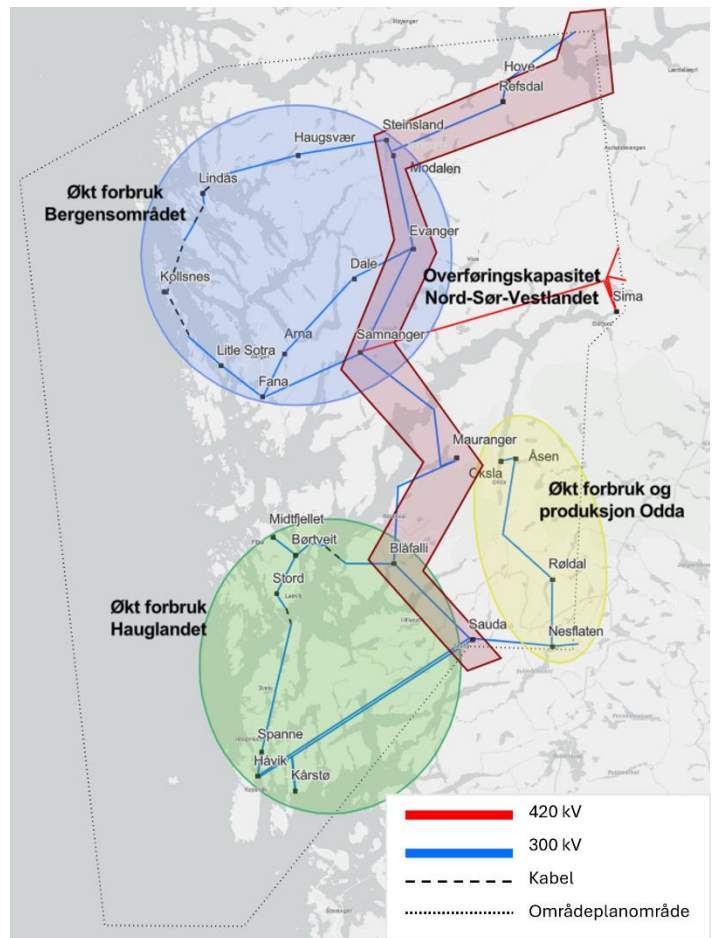
4.2 Vi oppnår nytte ved økt kapasitet mellom regioner og tilknytning av forbruk

Nyttepakken "Overføringskapasitet Nord-Sør-Vestlandet" er tiltak som gir økt overføringskapasitet i transportkanalen mellom Sogndal og Sauda. Tiltakene gir nytte i form av økt kraftflyt nord-sør på Vestlandet og ved å redusere prisforskjellene mellom prisområdene i Sør-Norge. Tiltakene gir omtrent 1000 MW økt kapasitet mellom NO2 og NO5. Tiltakene er også en forutsetning for økt forbruk i Bergensområdet og Haugalandet, og legger til rette for økt produksjon.

Nyttepakken "Økt forbruk Bergensområdet" fremskynder fornyelser og stasjonsoppgraderinger, og inkluderer en ny forbindelse mellom Samnanger og Kollsnes. Disse tilrettelegger for økt forbruk i Bergensområdet og ute ved kysten.

Nyttepakken "Økt forbruk Haugalandet og Sunnhordland" er også en kombinasjon av fornyelser av ledning og stasjoner og den nye forbindelsen Blåfalli-Gismarvik. Noen av fornyelsene er forskuttering. Tiltakene tilrettelegger for økt kraftforbruk.

Nyttepakken "Økt forbruk og produksjon Odda-Nesflaten" tilrettelegger for økt produksjon og effektoppgradering, samt økt forbruk fra industri.



Figur 8 Nyttepakker i områdeplanen

Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon

I våre samfunnsøkonomiske analyser sammenlikner vi alltid aktuelle tiltak med et nullalternativ. Nullalternativet innebærer å opprettholde strømforsyningen lik som i dag, noe som inkluderer nødvendig vedlikehold og reinvestering. Nullalternativet for områdeplanen er en videreføring av dagens situasjon, men ved reinvestering standardiserer Statnett nye anlegg på 420 kV.

Nullalternativet inkluderer ikke økt kapasitet utover det oppgradering fra 300 til 420 kV gir. Når vi vurderer lønnsomheten ved nettinvesteringene sammenlignes dette med nullalternativet, altså opp mot tiltak vi uansett ville måtte gjøre for å reinvestere dagens anleggsmasse.

4.3 Målnettet har en samlet merkostnad på 10-14 mrd. NOK i nåverdi

Kostnadene ved alle planlagte tiltak er estimert til ca. 40-55 milliarder kr, eller om lag 30-40 mrd. på nåverdiform². Det krever betydelig reinvestering å opprettholde dagens strømforsyning. Merkostnaden ved tiltak som går utover nullalternativet, enten ved at vi fremskynder reinvesteringer eller tilfører ny kapasitet for eksempel ved nye forbindelser, er beregnet til rundt 10-14 mrd. i nåverdi.

4.4 Verdien av å tilknytte nytt forbruk er stor

Som en del av arbeidet med områdeplanen ønsker Statnett å gi en indikasjon på verdien av forbruket nettfosterkningene legger til rette for, gitt at kraftprisene ligger på et akseptabelt nivå. Dette er et arbeid som er påbegynt og vi ønsker å forfølge den nærmeste tiden. Så langt er estimatet blant annet basert på en overordnet betraktning om forventet lønnsomhet med utgangspunkt i investeringsnivå i ulike sektorer, hensyntatt ulik forbruksutvikling, justert for alternativverdi og hvor mye forbruk som er reservert i eksisterende nett. Våre første anslag med denne metoden gir omtrent 8-18 mrd. NOK i nåverdi for denne områdeplanen. Dette er basert på nasjonale snittall og hensyntar ikke om prosjekter i dette området har spesielt høy eller lav avkastning. Vi vil i fortsettelsen invitere til innspill på denne metoden fra interesserte fagmiljøer.

I tillegg til nytten av nytt forbruk direkte er det stor nytte for samfunnet å bedre kraftflyten og redusere prisforskjeller. Nyten av ny kraftproduksjon kommer også i tillegg.

4.5 Utbygging av kraftnett påvirker natur og klima

Utbygging av kraftnett er en forutsetning for at samfunnet kan produsere og bruke mer elektrisitet, men har selv en påvirkning på natur og klimaet i tillegg til den økonomiske kostnaden. I områdeplanen planlegger vi gjennom fornyelser ca. 700 km ledning som enten går i eksisterende trasé eller hvor ny trasé erstatter dagens. I tillegg til dette planlegger vi to nye forbindelser (Blåfalli-Gismarvik og Samnanger-Øygarden) som til sammen utgjør ca. 150 km ny ledning i ny trasé. Med et byggeforbudsbelte (område hvor det ikke kan oppføres andre strukturer) på 40 meter utgjør arealbeslaget fra disse to nye forbindelsene ca. 6 km². Naturinngrepet fra en ledning er imidlertid mindre. I snitt er det 3 mastepunkter per km ledning, og disse gir et fysisk og varig negativt avtrykk. Når luftledninger rives, fjernes mastepunktene. Kabelanlegg kan gi mer permanente sår i naturen.

Arealbeslaget fra planlagte stasjoner i områdeplanen er på om lag 0,7 km², hvorav ca. 0,5 km² er å regne som nullalternativet. Til sammenlikning beslaglegger eksisterende stasjoner og ledninger i områdeplanområdet i dag ca. 43 km², altså innebærer planlagte stasjons- og ledningstiltak en økning på omtrent 16%. Vi estimerer utslipp fra de planlagte tiltakene i områdeplanen til rundt 0,5 millioner

² Nåverdiberegningen gjøres ved hjelp av en diskonteringsrente på 4%.

tonn CO₂e (0,4 millioner tonn i nullalternativet)³. Estimaten bygger på de samme erfaringstallene som danner grunnlag for vårt utslippsregnskap som en del av [årsrapporteringen](#). Mye av behovet for nettførsterkningene handler om å redusere CO₂-utslipp hos sluttbrukerne av strøm.

Statnett er opptatte av å ta hensyn til arealbruk, sårbar natur og sårbare arter når vi planlegger trasé og utfører anleggsarbeid, og har prosesser for å ivareta dette i det enkelte prosjekt. Under redegjør vi kort for viktige hensyn å ta for planlegging i hver av nyttepakken. Konfliktpotensialet for natur er knyttet til allerede kartlagte arealer - kommende kartlegginger sannsynligvis vil vise flere viktige områder enn angitt under. Konfliktpotensialet er betydelig, og setter store krav til god planlegging og ressurser til å legge traseer utenfor konfliktområder om mulig.

Overføringskapasitet Nord-Sør-Vestlandet: I denne nyttepakken kan enkelte prosjekter komme tett på naturvernområder og villmarksområder (inngrepsfri natur). Strekingen Blåfalli-Samnanger går i nærheten av Folgefonna nasjonalpark. Mellom Samnanger og Mauranger er det også enkelte områder med stor KU-verdi⁴, og flere områder som er svært viktige for friluftsliv. Det er også enkelte leveområder for villrein både med og uten status som nasjonalt villreinområde.

Økt forbruk Bergensområdet: Ved Øygarden⁵ er det mange, men relativt små, områder med svært høy KU-verdi samt truede fuglearter. Konfliktpotensialet er trolig også knyttet til friluftsliv. Dette kan være mulig å håndtere konflikt ved god planlegging og medvirkning, samt bruk av avbøtende tiltak der man ikke kan unngå konflikt.

Økt forbruk Haugalandet og Sunnhordland: Området omfatter blant annet de foreslåtte marine verneområdene Ytre Hardangerfjord og Vestkyst Karmøy, samt naturreservater. Særlig mellom Stord-Spanne og Håvik-Kårstø/Sauda er det mange områder med svært høy KU-verdi. Konfliktpotensialet knyttet til dette er antatt å være betydelig. Det er derfor viktig med god og transparent traseplanlegging, og bruk av avbøtende tiltak der man ikke kan unngå konflikt.

Økt forbruk og produksjon Odda-Nesflaten: Området er nært Folgefonna og Hardangervidda nasjonalparker, og kan berøre nasjonalt villreinområde. Det er også potensiell konflikt med villmark (Inngrepsfrie naturområder). Ved Røldal er det enkelte områder med høy KU-verdi. Nyttepakken kan dermed få liknende utfordringer som nyttepakke "Overføringskapasitet Nord-Sør-Vestlandet". Her er det derfor også store krav til god traséplanlegging og ressurser til å legge traseer utenfor konfliktområder om mulig.

Hvordan vi til slutt har valgt traseer og tomter vil fremgå av konsesjonssøknaden for det enkelte prosjekt. Les mer om hvordan Statnett jobber for å ivareta naturen [her](#), Vi utarbeider også arealregnskap som en del av [årsrapporteringen](#).

4.6 Oppsummering av samfunnsøkonomiske virkninger

Tabellen under gir en forenklet oppstilling av de samfunnsøkonomiske virkningene. Noen av de viktigste tiltakene er listet opp i tabellen. For ledninger handler dette i stor grad om spenningsoppgradering, altså at den gamle ledningen blir erstattet med en ny i tilnærmet samme trase. Unntakene er Samnanger-Øygarden og Blåfalli-Gismarvik (nye forbindelser).

³Utslippstallene finner vi ved å benytte gjennomsnittlig utslipp per km ledning og byggekloss i stasjon fra utslippsregnskapet, som er et øyeblikksbilde med dagens teknologi. Sentrale størrelser som utslipp fra veibygging, kabel og arealbruksendringer på stasjonstomt er for tiden ikke medregnet.

⁴KU-verdi angir et områdes verdi i konsekvensutredninger i henhold til verdsettingskriteriene i veilederen M-1941 Konsekvensutredninger for klima og miljø. Datakilden er Miljødirektoratets kartdatasett "[Naturtyper – KU-verdi](#)".

⁵ Prosjektet for å fornye Øygardskabelen er konsesjonsgitt og under bygging. Du kan lese mer [her](#).

I raden for kostnader er denne vist som et anslag på den samfunnsøkonomiske kostnaden. Det vil si forskjellen i nåverdi mellom tiltak og fremdrift i områdeplanen mot nullalternativet. Når det gjelder verdien av nytt forbruk er dette gjort sjablongmessig basert på volum nytt forbruk.

| | Overførings- kapasitet Nord- Sør-Vestlandet | Økt forbruk Bergens-området | Økt forbruk Haugalandet og Sunnhordland | Økt forbruk og produksjon Odda- Nesflaten |
|---------------------------|---|---|--|--|
| Trinn 1 | | Nye jord- og sjøkabler og transformering Modalen-Kollsnes | Økt kapasitet Stord/Midtfjellet Onarheim stasjon | Åsen stasjon |
| Trinn 2 | Sogndal-Modalen | | Blåfalli-Gismarvik Karmøy stasjon | |
| Trinn 3 | Sauda-Samnanger | Samnanger-Øygarden | Sauda-Gismarvik- Karmøy | Sauda-Nesflaten Røldal-Nesflaten |
| Trinn 4 | | Samnanger-Fana-Litle Sotra-Øygarden | Reinvestering sjøkabler | Åsen-Røldal |
| Trinn 5 | Modalen-Samnanger | Fana-Arna-Dalekvem- Evanger | Spenningsoppgraderin g resterende 300 kV | |
| Invest* | 9-12 mrd NOK | 11-15 mrd NOK | 14-19 mrd NOK | 3-5 mrd NOK |
| Nåverdi ** | 2 mrd NOK | 2-3 mrd NOK | 5-6 mrd NOK | 1-2 mrd NOK |
| Klima og miljø | 230 km ledning fornyes 0,2 km ² arealbeslag*** | 30 km ledning fornyes 60 km ny ledning 2,6 km ² arealbeslag*** | 320 km ledning fornyes 90 km ny ledning 3,7 km ² arealbeslag*** | 100 km ledning fornyes 0,1 km ² arealbeslag*** |
| Nytte | Økt kapasitet mellom NO2 og NO5. Forutsetning for reservasjoner i de andre områdene. | Kapasitet til ca. 400 MW nytt forbruk i trinn 1-2. | Kapasitet til ca. 500 MW nytt forbruk i trinn 1-2. | Oppgraderingene vil legge til rette for økt produksjon og forbruk i området. |

*Investeringer totalt (ikke nåverdi)

**Nåverdi. Differansen mellom planlagte tiltak og nullalternativet.

*** Arealbeslag fra nye forbindelser og stasjoner (nye og fornyelser).

5 Usikkerhet og videre arbeid

5.1 Usikkerheter i målnett

Målnett gjør oss i stand til å legge en langsiktig plan hvor de ulike trinnene inngår i en samlet plan. Samtidig må vi ta høyde for risiko og usikkerhet. Det vil være endringer og utvikling i behov som må hensyntas underveis. Basert på overvåking og risikokartlegging av anleggene vil fornyelser og levetidsforlengelser vurderes. Utvikling i hvilke forbruksplaner som modnes raskest vil kunne påvirke tempo for de ulike tiltakene og rekkefølgen de gjennomføres i. Tiltak som er gjenstand for anleggsbidrag, vil også være avhengig av forpliktelser fra kunder. Ikke minst vil utvikling av havvind, og ny produksjon generelt, påvirke utviklingen av transmisjonsnett på sikt. Fremdriften for nettførsterkningstiltakene i målnett er avhengig av tiden det tar å få nødvendige konsesjoner. Fremdriften er også avhengig av interne og eksterne begrensninger. Innpassning i Statnetts totale portefølje kan påvirke fremdriften av gjennomføringen.

5.2 Usikkerhet knyttet til andel kabel i målnett

Kabel blir ofte trukket fram som et alternativ når vi bygger nye kraftledninger. I noen tilfeller kan kabel være et godt alternativ til luftledning, men vil i de fleste tilfeller også innebære negative tekniske og økonomiske virkninger sammenliknet med et luftledningsalternativ. Vi anslår at en 420 kV-kabel krever 30-50 ganger mer kompensering enn en tilsvarende lang luftledning med samme overføringsbehov. I tillegg er kostnaden ved kabling betydelig høyere, og i mange tilfeller vil det kreves store og varige naturinngrep. Dette krever at vi setter av større plass i stasjoner til reaktive komponenter, som har økonomiske kostnader og krever mer areal.

5.3 Usikkerhet knyttet til kostnader

Det er betydelig usikkerhet knyttet til investeringskostnadene vi oppgir i denne planen. Vi har brukt erfaringstall for å estimere kostnadene, men disse er trolig mer presise for prosjekter nært i tid enn for prosjekter lengre ut i planperioden. I lys av at vi opplever at kostnadene til komponenter og arbeid har økt betydelig de siste årene regner vi det som sannsynlig at vi i denne planen underestimerer de totale kostnadene. Vi har også forsøkt å definere et nullalternativ, blant annet for å synliggjøre merkostnaden ved planen. Vi har ikke alltid like gode kostnadsestimater for nullalternativ vi tidligere har forkastet som for tiltakene vi har valgt. Merkostnaden er derfor også usikker.

5.4 Usikkerhet knyttet til klima- og miljøvirkninger

Arealbruken vi estimerer er usikker av flere grunner. For det første er det usikkert hvor store stasjoner vi vil behøve å bygge, særlig langt frem i tid. For det andre utvikles teknologien – for eksempel krever et gassisolert anlegg (GIS) mye mindre areal enn et luftisolert et (AIS), og det foregår store fremskritt innenfor GIS-anlegg med redusert bruk av miljøskadelige gasser (SF6). Til gjengjeld innebærer GIS-anlegg uten SF6 høyere investeringskostnader.

Innenfor utslipp er det også stor usikkerhet. Estimaten i denne planen baserer seg på dagens teknologi og materialsammensetning (aluminium, stål betong etc.), men også her skjer det teknologisk utvikling, i tillegg til at Statnett arbeider aktivt for å redusere denne typen utslipp. Vi tror derfor estimatene er noe høye og vi forventer at utslipp per km og komponent i stasjon vil falle i planperioden. Det er samtidig vesentlige kilder til utslipp som vi ikke beregner i denne planen – for eksempel fra kabel, arealbruksendringer og veibygging.

5.5 Videre arbeid

De viktigste problemstillingene for videre arbeid frem mot neste oppdatering av områdeplanen er:

| Videre arbeid | Beskrivelse |
|--|--|
| Nettutvikling i området Åsen-Nesflaten | Vi er i gang med analyser for å vurdere nettutviklingen i lys av produksjonsplaner og mulig forbruksutvikling i området. |
| Systemdrift i ombyggingsperioden | Som følge av stor byggeaktivitet vil det i perioder bli reduksjoner i kapasiteten og anstrengt systemdrift. Vi må derfor koordinere utkobling på tvers av prosjekter og vedlikehold, og jobbe med økt systemutnyttelse. |
| Økt nord-sør-kapasitet og inn til Vestlandet | Dersom vi får en ubalansert utvikling mellom produksjon og forbruk, der ny produksjon ikke kommer i området, eller bare kommer i deler av området kan det på sikt bli behov for nye forsterkninger. Dette må utredes videre. |

6 Samlet fremstilling av tiltak og prosjekter

Tabellene under viser pågående prosjekt samt de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2028. Fremdrift og realisering av planlagte tiltak er avhengig av en rekke forhold som endringer i behov, kapasitet i leverandørmarkedet og nødvendig myndighetsgodkjenning (konsesjon). Statnett jobber med å redusere ledetiden i prosjektene.

Prosjekter med konsesjon

| Prosjekt | Beskrivelse | Fase | Konsesjon mottatt | Forventet ferdigstilt |
|---------------------------------|-------------------------------|------|-------------------|-----------------------|
| Blåfalli - Gismarvik | Økt kapasitet | 3 | 2023 | Innen 2028 |
| Kabel Kollsnes - Litlesotra | Økt kapasitet | 3 | 2022 | Innen 2026 |
| Husnes (Onarheim) | Ny stasjon | 2 | 2024 | Innen 2030 |
| Håvik (Karmøy) | Ny stasjon | 2 | 2023 | Innen 2030 |
| Åsen | Ny stasjon | 3 | 2019 | Innen 2025 |
| Dalekvam | Ny stasjon | 3 | 2023 | Innen 2030 |
| Nye sjøkabler Haugsvær – Lindås | Økt kapasitet | 3 | 2022 | Innen 2025 |
| Fana + Litlesotra | Økt transformering + levetid | 3 | 2022 | Innen 2025 |
| Lindås | Økt transformering | 3 | 2022 | Innen 2025 |
| Sima-Samnanger | Forsterkninger og utbedringer | 3 | 2023 | Innen 2030 |

Prosjekter uten konsesjon

| Prosjekt | Beskrivelse | Fase | Konsesjon forventet mottatt | Forventet idriftsatt |
|---|---|------|-----------------------------|------------------------|
| Sp.oppgradering Sogndal -Modalen-Kollsnes | Økt kapasitet, fornyelse av flere stasjoner | 2 | 2025 | 4-5 år etter konsesjon |
| Sp.oppgradering Sauda - Samnanger | Økt kapasitet | 0 | 2029 | 5 år etter konsesjon |
| Sauda-Gismarvik | Fornyelse og økt kapasitet | 0 | 2029 | 5 år etter konsesjon |

| | | | | |
|---------------------------------------|----------------------------|---|------|------------------------|
| Samnanger-Øygarden | Økt kapasitet | 0 | 2029 | 5 år etter konsesjon |
| Sauda-Nesflaten-Kvanndal | Fornyelse og økt kapasitet | 0 | 2029 | 4 år etter konsesjon |
| Karmsundet | Reinvestering | 0 | 2029 | 5 år etter konsesjon |
| Sima ny transformator | Økt kapasitet | 0 | 2026 | 2-4 år etter konsesjon |
| Økt trafokapasitet Midtfjellet | Økt kapasitet | 0 | 2025 | 3-4 år etter konsesjon |
| Nettilknytning Utsira Nord | Havvind | 0 | * | * |

*tidspunkt for idriftsettelse vil avhenge av utlysingsprosess og avtaler med utbyggere

Prosjekter som planlegges å starte opp

| Prosjekt | Beskrivelse | Planlagt oppstart |
|--|--------------------------------------|-------------------|
| Samnanger-Fana-Litle Sotra-Øygarden | Reinvestering, spenningsoppgradering | 2025 – 2026 |
| Røldal-Nesflaten | Fornyelse | 2025 – 2026 |
| Åsen-Røldal | Fornyelse | 2027 – 2030 |
| Krossdalen-Evanger – Samnanger | Reinvestering, Spenningsoppgradering | 2027 – 2030 |
| Ny Kårstø stasjon og ledninger | Reinvestering | 2027 – 2030 |
| Ny Stord stasjon | Reinvestering. Økt kapasitet | 2027 – 2030 |
| Fana-Arna-Dalekvam-Evanger | Reinvestering, spenningsoppgradering | 2027 – 2030 |
| Husnes - Stord (Onarheim-Stord)-Spanne-Karmøy | Reinvestering, Spenningsoppgradering | 2027 – 2030 |
| Blåfalli-Husnes 1 og 2 | Fornyelse | 2027 – 2030 |
| Ny Spanne stasjon | Fornyelse | 2027 – 2030 |

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no

Statnett